УДК 006.518.022.276

МИНИМИЗАЦИЯ РАЗМЕРНОСТИ ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.А. Захарова

Институт «Кибернетический центр» ТПУ
E-mail: alen@cc.tpu.edu.ru

Алгоритм выбора интервалов загрубления сетки моделирования, предложенный в статье, позволяет выявлять наиболее однородные по фильтрационно-емкостным характеристикам смежные слои трехмерных цифровых моделей месторождения нефти и газа и минимизировать тем самым размерности моделей. Авторский алгоритм наиболее эффективен для анализа и загрубления моделей, сформированных при помощи стохастических методов, и опробован на примере моделей нефтяных месторождений Томской области.

Моделирование с применением современных информационных систем и технологий сопровождает жизненный цикл месторождения от момента поиска углеводородного сырья до ликвидации скважин после их отработки. Для проектирования и оперативного управления разработкой создаются трехмерные цифровые модели, на основе которых принимаются управленческие решения. Такие модели имеют ограниченную техническими и временными ресурсами размерность и должны максимально достоверно отображать объект исследований и разработки.

В процессе моделирования последовательно создаются геологическая (ГМ) и гидродинамическая (ГДМ), как правило, ячеистые модели месторождения. Первая из них является статической и характеризует фильтрационно-емкостные характеристики (ФЭС) составляющих объект разработки, вторая, рассчитанная на основе первой, – динамической и описывает процессы фильтрации пластовых флюидов в процессе эксплуатации месторождения. Очевидно, что второй вид моделей требует значительно больших компьютерных ресурсов, поскольку выполняется огромный объем вычислений. Для уменьшения времени расчета гидродинамических процессов на основе геологической модели используют загрубление исходной сетки моделирования, т. е. уменьшают число ячеек сетки моделирования путем объединения/осреднения смежных ячеек исходной сетки геологической модели.

Загрубление сетки моделирования, которая, как правило, имеет вид регулярной сетки, именуемой гридом, должно вестись с учетом характера распространения в модели ФЭС, каковыми являются пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, определяемые по данным сейсмических исследований и информации из скважин. Более корректно объединять слои модели, поскольку геологическая среда носит слоистый характер и важно не нарушить характер гидродинамической связи между слоями.

В применяемых на сегодняшний день для моделирования месторождений нефти и газа программных комплексах и системах имеется ряд встроенных функций для объединения ячеек (пропорционально по среднему арифметическому и т. п.), которые не предлагают пользователю решения по выбору способа объединения. Специализирован-

ные модули выполняют осреднение соседних ячеек, не сохраняя исходную слоистость модели, а на таких моделях значительно замедляются расчеты фильтрационных процессов [1–5]. Кроме того, при моделировании ФЭС по пласту применяют детерминированный и стохастический подходы. В первом случае, восстановление показателей в межскважинном пространстве происходит на основе набора нерегулярных данных (например, значения в скважинах) с применением интерполяционных методов. Наиболее часто применимы методы: триангуляция Делоне, сплайн-интерполяция, Кригинг, метод обратных расстояний [5]. Указанный подход применяется, если скважинные данные охватывают вариации свойства модели (рис. 1, *а*).

В случае, если моделируемое свойство не имеет ровных средних значений между скважинами, используют стохастический подход и соответствующие алгоритмы, например, последовательную гауссову имитацию, которая использует вариограмму и распределение свойств входных данных для добавления дополнительных характеристик свойству (рис. 1, *б*). Модели свойств, созданные последовательной гауссовой имитацией, выглядят более корректными, чем те, которые созданы с использованием методов детерминированного усреднения. Недостаток этого метода в том, что выбор вариограмм носит субъективный характер и требует опыта и развитой интуиции специалиста. Тем не менее, этот подход все более часто применяют при моделировании месторождений нефти и газа.

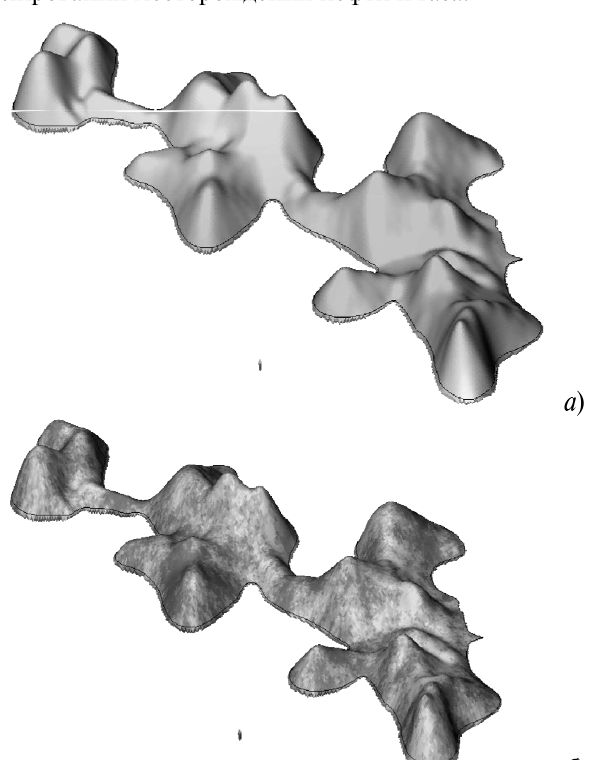


Рис. 1. *Восстановление ФЭС пласта по данным в скважинах с применением: а) детерминированного и б) стохастического подходов*

Выполнять анализ распределения ФЭС цифровых моделей, рассчитанных с применением стохастических алгоритмов, при помощи программных средств моделирования месторождений нефти и газа (компаний Schlumberger, Landmark, ВЕНСИС и др.) для принятия решения о параметрах загрубления сетки весьма затруднительно. Поэтому в лаборатории моделирования месторождений нефти и газа института «Кибернетический центр» Томского политехнического университета был предложен алгоритм выбора интервалов загрубления сетки моделирования при переходе от ГМ к ГДМ с применением двумерных парных корреляций, осуществляющий минимизацию размерности трехмерных моделей нефтегазовых месторождений.

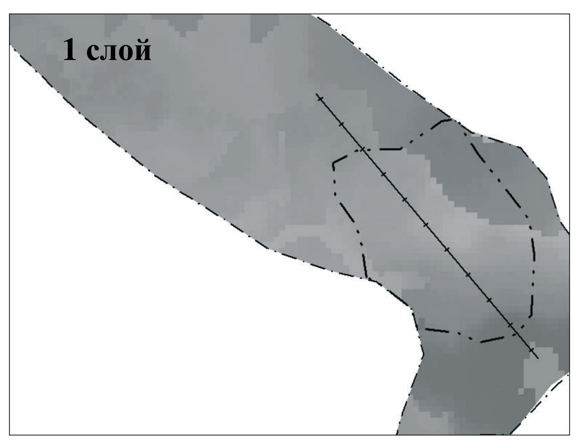
Рассмотрим работу указанного алгоритма на примере трехмерной цифровой геологической модели объекта разработки нефтяного месторождения, построенной в среде программного обеспечения IRAP RMS компании Roxar [4]. Размерность исходной сетки моделирования: по X×Y – 124×99, шаг 100 м; по Z – 42 слоя. Число активных ячеек (участвующих в фильтрации) – 93115. Пусть требуется получить 10 слоев в загрубленной модели.

При моделировании разработки месторождений нефти важна выработка запасов и поэтому детальность описания должна быть наибольшей в нефтенасыщенных слоях, а поскольку в рассматриваемой модели число активных ячеек в нижних слоях 32-42 не превышает 800 и средняя нефтенасыщенность в них составляет 0,2, указанные слои были объединены в единый слой гидродинамической модели, а верхние – основные нефтенасыщенные слои детально исследованы на тесноту связи физических характеристик.

Слои ячеистой модели – это, по сути, регулярные сетки, характеризующие поля параметров – ФЭС модели. Анализируемыми параметрами являлись водонасыщенность, пористость и песчанистость. Проницаемость была исключена из списка анализируемых параметров, поскольку построение указанного параметра в геологической модели велось на основе пористости при помощи монотонной функции и, следовательно, характер изменения проницаемости в пространстве аналогична характеру изменения пористости.

На рис. 2 показаны в виде регулярной сетки с градиентной раскраской 1 и 2 слои геологической модели по показателю коэффициента пористости. На рисунке отмечены также контуры залежи. Здесь и далее нумерация слоев модели ведется сверху (от кровли пласта) вниз (к подошве пласта).

Для исследования степени схожести слоев геологической модели с целью последующего загрубления и определения границ слоев сетки гидродинамического моделирования применялся корреляционный анализ [6], а, именно, выполнялся расчет парного коэффициента корреляции для регулярных сеток.



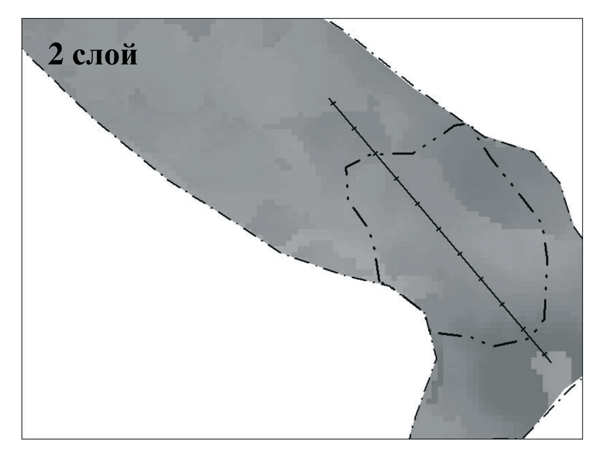


Рис. 2. *Слои 1 (слева) и 2 (справа) геологической модели (коэффициент пористости)*

На рис. 3 показан пример рассчитанной регулярной сетки, характеризующий парный коэффициент корреляции 1 и 2 слоев геологической модели по значению пористости.

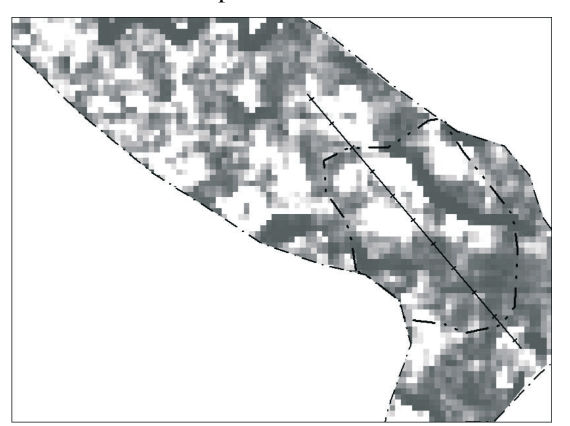


Рис. 3. *Поле коэффициента парной корреляции пористости слоев 1 и 2 и профиль сечения*

Аналогичные вычисления проводились для всех последовательно расположенных пар слоев модели (1 и 2 слои; 2 и 3; 3 и 4 и т. д.).

Визуально и по статистическим показателям слоев модели сложно оценивать полученные зависимости. Так, на рис. 3 линией показан профиль, по которому проводилось сечение полученных регулярных сеток парного коэффициента корреляции, на рис. 4 профиль по трем последовательно рассчитанным регулярным сеткам (слои 1-2, 2-3, 3-4).



Рис. 4. *Профиль по регулярным сеткам парного коэффициента корреляции параметров слоев 1-2, 2-3 и 3-4*

Количественными оценками степени тесноты можно считать показатели, именуемые условно суммарными объемными показателями, и равные объему фигуры, ограниченной корреляционной поверхностью внутри контура – границы залежи. На рис. 5 показана схема расчета указанного параметра.

Таким образом, рассчитываются суммарные объемные показатели для параметров пористости, песчанистости и водонасыщенности, которые показаны на рис. 6 (по оси X отмечены слои модели,

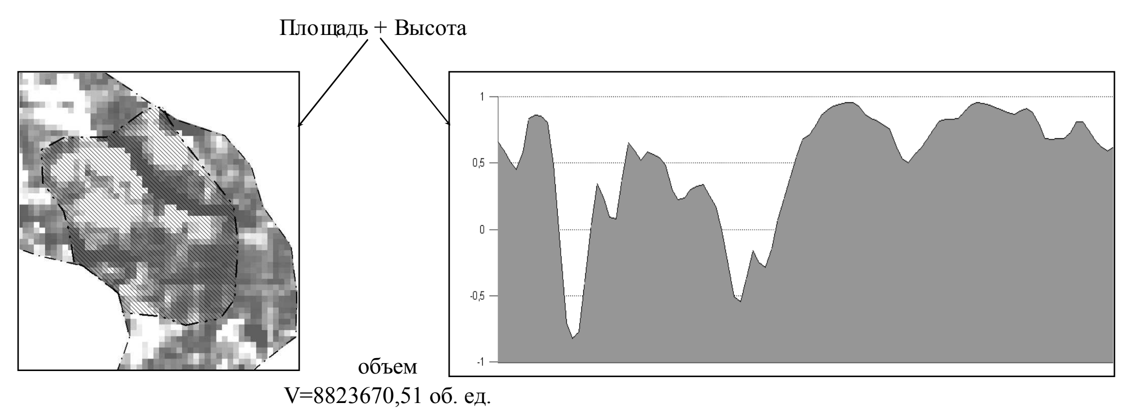


Рис. 5. *Схема количественной оценки тесноты связи параметров слоев модели*

по оси Y – разница значений объемных суммарных показателей). На графиках необходимо оценить характер изменения свойств от слоя к слою, т. е. выделить точки, в которых наблюдаются минимальные значения суммарных объемных показателей (т. е. границы слоев с минимальной схожестью) и, следовательно, будут границами слоев загрубленной модели.

Прокоррелировав эти показатели, получаем график (рис. 7), характеризующий степень похожести слоев цифровой геологической модели по ФЭС. Поиск 8-ми минимальных значений на графике дает границы интервалов загрубления модели, показанные также на рисунке.

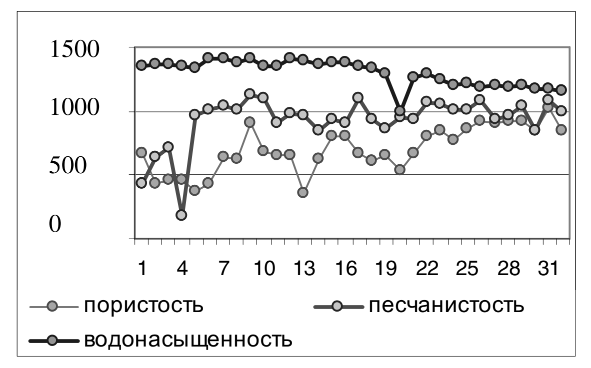


Рис. 6. Графики значений суммарных объемных показателей парных корреляций параметров слоев модели

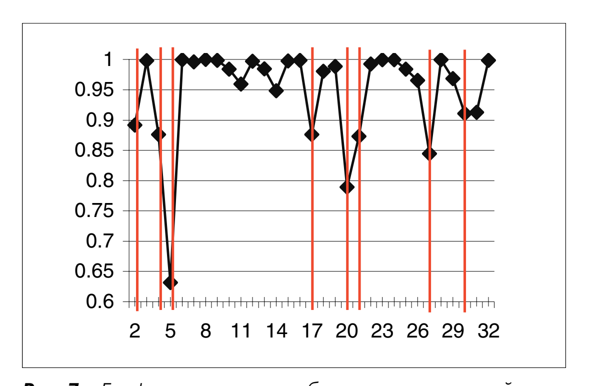


Рис. 7. График корреляции объемных показателей и границы варианта загрубления (минимизация коэффициента корреляции)

Однако поиск минимумов по всему интервалу значений дает некорректный результат, т. к. возможна значительная неоднородность разбиения, что и отображено на рис. 8, где 5-й слой ГДМ составил 12 слоев исходной ГМ – 6 м. Поэтому был выполнен поиск минимумов внутри интервалов ограниченной длины. А именно, расчет проводился следующим образом.

Пусть n и n' – количество слоев ГМ и ГДМ, i – текущий слой ГДМ, k_{0i} и k_{0z} – начало и конец интервала поиска минимума, $k_{min\,i}$ – текущий интервальный минимум, $k_{об.j.}$ – суммарный объемный показатель.

Тогда для первого интервала:

$$k_{01}=1;\quad k_{0z}=n/n'+k_{01};\quad k_{\min 1}=j\text{: } \min\{k_{об.j}\},\ \text{где } j=\overline{k_{01},k_{z1}}.$$

Для последующих интервалов:

$$k_{i1}=k_{iz}+1;\quad k_{iz}=k_{i1}+0{,}1(n-k_{\min i})/(n'-i-1)^2;$$

$$k_{\min i}=j\text{: } \min\{k_{об.j}\},\ \text{где } j=\overline{k_{1i},k_{zi}},\ i=\overline{2,n'}.$$

Таким образом, рассчитан вариант загрубления модели с поинтервальной минимизацией коэффициента корреляции. На рис. 8 показаны полученные интервалы загрубления.

Степень сходимости по запасам в загрубленной по различным вариантам модели (% изменения объема запасов нефти) приведена в таблице. На рис. 9 приведены полученные интервалы объединения слоев ГМ в принятом варианте загрубления при построении ГДМ.

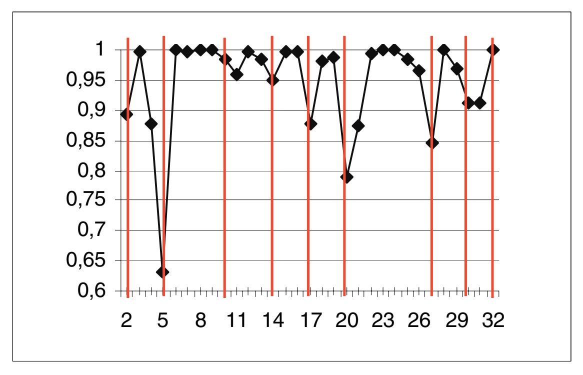


Рис. 8. График корреляции объемных показателей и границы варианта загрубления (поинтервальная минимизация коэффициента корреляции)

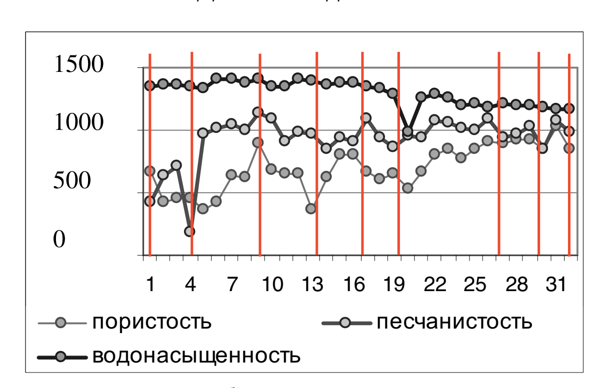
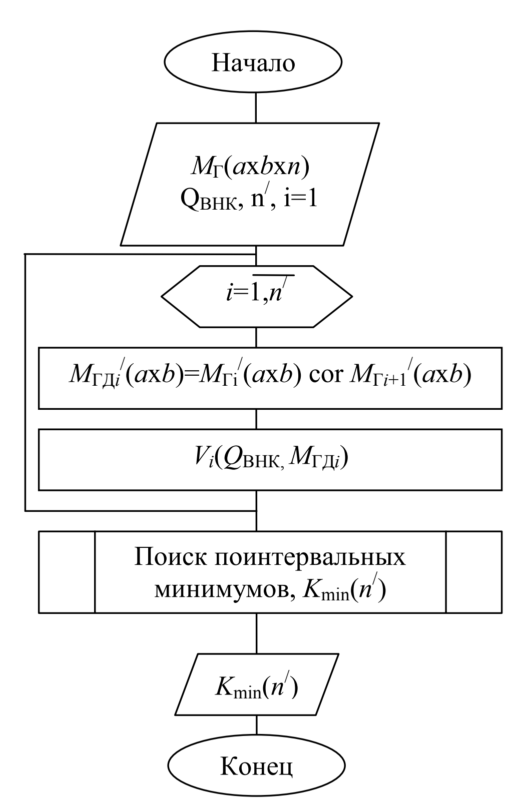


Рис. 9. Интервалы объединения слоев ГМ в принятом варианте загрубления

Таблица. *Сравнение вариантов разбиения*

Варианты разбиений	% от запасов по ГМ
Пропорциональное	7
По статистическим параметрам	5
По минимизации коэффициента корреляции	3
По интервальной минимизации коэффициента корреляции	2

Из таблицы видно, что степень сходимости модели по запасам повышается от варианта к варианту и имеет разброс от 7 до 2 %. Несмотря на небольшой разброс в значениях и проценте отклонения по запасам от ГМ, применение предложенного способа загрубления геологической модели при



$M_Г(a$xbx$n)$ – трехмерная цифровая геологическая модель

a, b, и *n* – число ячеек ГМ по оси X, Y и Z

$Q_{ВНК}$ – контур водонефтяного контакта — границы залежи нефти

n' – число слоев загрубленной гидродинамической модели

$M_{ГДi}{}'(a$x$b)$ и $M_{Гi}{}'(a$x$b)$ – *i*-й слой ГДМ и ГМ

$K_{min}(n')$ – границы интервалов загрубления ГМ

Рис. 10. *Алгоритм выбора интервалов загрубления сетки моделирования с применением двумерных парных корреляций*

построении ГДМ, оправдано, поскольку таким образом объединяются максимально однородные смежные слои, что влечет минимальную деформацию линий тока в фильтрационной модели.

Таким образом, минимизация размерности трехмерных моделей осуществляется по алгоритму выбора интервалов загрубления сетки моделирования при переходе от ГМ к ГДМ с применением двумерных парных корреляций, который представлен на рис. 10.

Описанный алгоритм позволяет выполнять анализ статистических показателей фильтрационно-емкостных характеристик трехмерных цифровых месторождений нефти и газа, построенных при помощи стохастических методов. Поскольку такие модели не поддаются визуальной оценке, а статистические характеристики (минимальные, максимальные, средние значения, дисперсия и т. п.), в том числе полученные внутри залежи не позволяют адекватно оценить степень однородности слоев модели, поэтому предложенный алгоритм позволяет обоснованно выделять границы загрубления слоев трехмерных цифровых моделей месторождений.

Описанный в данной статье алгоритм выбора интервалов загрубления сетки моделирования при переходе от геологической к гидродинамической модели был эффективно опробован при выполнении проектной документации по двум нефтяным месторождениям Томской области [7].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батурин Ю.Е., Майер В.П. Фильтрационная модель «Техсхема» в программном комплексе «ТРАСТ» // Вестник ЦКР. – 2005. – № 2. – С. 367–371.
2. http://www.sis.slb.ru/content/software/simulation (2006 г.).
3. http://www.lgc.ru/about/solutions (2006 г.).
4. http://www.roxar.ru/solutions (2006 г.).
5. Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризация залежей нефти и газа на ЭВМ. – М: Недра, 1990. – 301 с.
6. Лемешко Б.Ю., Помадин С.С. Корреляционный анализ наблюдений многомерных случайных величин при нарушении предположений о нормальности / http://ami.nstu.ru (20.02.04).
7. Федоров Б.А., Останкова О.С., Чернова О.С., Захарова А.А. Применение седиментологических моделей при проектировании разработки Широтного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 58–62.